

Л. Г. Волянська, канд. техн. наук, доц.
Національний авіаційний університет
orcid.org/0000-0001-9651-8776
e-mail: lara.vlv@gmail.com;

Г. М. Нікітіна, старший викладач
Національний авіаційний університет
orcid.org/0000-0002-5585-4092
e-mail: galyna.nikitina88@gmail.com;

В. В. Ратинський, канд. техн. наук, доц.
Національний авіаційний університет
orcid.org/0009-0006-3802-7841
e-mail: valerii.ratynskiy@npp.nau.edu.ua;

І. Г. Бабічев, аспірант
Національний авіаційний університет
orcid.org/0000-0002-2626-3226
e-mail: i.babichev@gmail.com

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЇ СТАНЦІЇ В УМОВАХ ЗМІННОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Вступ

Відповідно до нормативних документів газорозподільна станція (ГРС) повинна забезпечувати надійну та безпечну подачу природного газу у встановленому об'ємі із заданими параметрами.

Ефективна експлуатація магістральних газопроводів вимагає забезпечення постійного тиску, а також захист від можливого відхилення (підвищення або зниження) тиску газу від допустимих значень перед газовикористовувальним обладнанням. Поява нестационарних режимів роботи газотранспортної системи може бути викликано як несправністю обладнання, так і коливаннями в споживанні газу. Забезпечення надійності та безпеки функціонування системи безпосередньо залежить від вибору вирішення технологічних завдань оптимізації режимів споживання газу, модернізації та технічного переозброєння газорозподільних станцій [1, с. 49].

Постановка проблеми

Однією з проблем удосконалення та безпечної роботи ГРС в системі газопостачання є невідповідність проектної та експлуатаційної продуктивності ГРС.

Проектна продуктивність встановлює значення максимально можливого обсягу поставки газу споживачам через ГРС. Експлуатаційна продуктивність визначається, перш за все, технічним станом газорозподільної станції, якій характеризується: терміном експлуатації та технічним ста-

ном газорозподільного обладнання; режимом роботи газорозподільної станції; якістю природного газу, що транспортується.

Експлуатаційна продуктивність визначається з того, який об'єм газу вимагається кінцевому споживачеві. Якщо фактичне навантаження станції наближається до проектної або перевищує її, то для підключення додаткових споживачів необхідна реконструкція станції зі збільшенням її продуктивності.

Виявлення резервів пропускної здатності ГРС і розробка ефективних заходів надійного газопостачання створює можливість додаткових поставок газу споживачам від ГРС.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Одним із напрямів економічного розвитку суспільства є розвиток тих технологій, які спрямовані на утилізацію будь-яких енергетичних відходів у промислових процесах. У звіті International Energy Agency зазначено, що з 2010 по 2022 рік частка виробництва енергії відновлюваних джерел у загальному обсязі електроенергії збільшилася з 19 % до 30 %, або більш ніж у 1,5 рази [2, с. 56].

Практично на кожному підприємстві газотранспортної системи енергія тиску витрачається в дросельних пристроях для потреб регулювання тиску і витрати. Очевидно, що відновлення цієї витраченої даремно енергії можна розглядати як можливість досягти не тільки більш високої енергоефективності станції, але і зниження експлуатаційних витрат.

Маловитратні методи підвищення ефективності роботи ГРС – це методи, які пов'язані з підвищенням ефективності використання обладнання, збільшенням виробничої потужності газорозподільних станцій, що експлуатуються з високим ступенем фактичного завантаження і мають обмеження щодо підключення нових споживачів.

Одним з найважливіших завдань під час реконструкції ГРС є підвищення енергетичної ефективності технологічних процесів при реалізації економічно обґрунтованих енергозберігаючих заходів, зниженні енергоємності виробництва. Отримання додаткової енергії з використанням перепаду тиску газу на ГРС є одним зі шляхів підвищення ефективності роботи станцій.

З урахуванням обсягів газу, що розподіляються ГРС, у системі газопостачання є величезний потенціал вторинних енергоресурсів (ВЕР) як енергії надлишкового тиску газу [3, с. 87].

На сьогоднішній день вже існує досить просте, але водночас ефективне, яке встигло довести свою надійність, вирішення проблеми вилучення надлишкової енергії магістрального потоку газу – введення в експлуатацію ГРС турбодетандерів.

Утилізуючі системи, засновані на функціонуванні турбодетандерних електрогенераторних установок та агрегатів, забезпечують одночасно зниження та регулювання тиску газу при його розширенні в машині, а також отримання механічної роботи на валу з перетворенням її на електроенергію.

У порівнянні з традиційними технологіями виробництва електроенергії на ГРС за допомогою детандер-генераторних агрегатів (ДГА) – це енергоефективна та екологічно чиста технологія, яка забезпечує відсутність шкідливого впливу на навколишнє середовище, оскільки не спалюється органічне паливо та не викидаються шкідливі речовини в атмосферу [4; 5].

У роботі [6] розглянуто застосування ДГА, що використовує енергію надлишкового тиску природного газу, з метою економії палива та зниження теплового забруднення навколишнього середовища.

Одним з найбільш важливих аспектів є те, що дроселюючі системи ГРС являють собою порівняно прості технологічні об'єкти, автоматизовані найпростішою системою регулювання тиску газу після себе, що вимагають простого та мінімального обслуговування персоналом порівняно низької кваліфікації.

Турбодетандерні утилізуючі системи на базі класичних лопаткових розширювальних машин (осьових, доцентрових і часто багатоступінчастих) перетворюють ГРС на складне енергетичне

виробництво, що вимагає постійної присутності кваліфікованого обслуговуючого персоналу [7].

У роботі [8] представлено динамічну імітаційну модель для оцінки енергетичної ефективності рекуперації енергії за рахунок декомпресії природного газу через системи турбодетандування. Розроблена динамічна імітаційна модель для аналізу енергетичних, економічних та екологічних показників дозволяє враховувати подинні коливання тиску газу та витрати. Аналіз ефективності застосування турбодетандерів, проведений за допомогою імітаційної моделі, показав доцільність застосування турбодетандерів.

У роботі [9] відображено енергетичну та економічну ефективність від впровадження турбодетандерних технологій на об'єктах газової промисловості України. За оцінками [10] впровадження турбодетандерних технологій на українських ГРС дасть можливість отримати додатково біля 160 МВт генеруючих потужностей, які щорічно будуть виробляти 1,4 млрд. кВт/год електроенергії.

Загалом, на економічні результати впровадження турбодетандерних технологій значно впливають високі початкові витрати. Ця умова є критичною, особливо для станцій середнього та малого розміру [8, с. 2232].

Найбільший потенціал ВЕР з рівномірним виходом можна отримати на станціях зі значною величиною витрати газу при незначному сезонному коливанні і з великим перепадом тиску. Таке спостерігається, коли продуктивність ГРС визначається будь-яким технологічним навантаженням, наприклад ТЕЦ – для спільного вироблення теплової та електричної енергії, або завод, що споживає велику кількість газу для безперервних технологічних потреб [11]. Однак, сумарна потужність великих ГРС і ГРП за наближеними оцінками становить лише десяту частину, решта – це середні та малі, частина яких знаходиться далеко від промислових центрів та міст. Так, наприклад, в Україні з функціонуючих ГРС лише на п'ятидесяти можливе отримання корисної потужності понад 2,5 МВт. Для інших ГРС потрібні пневмоагрегати малої та середньої потужності, так як їхня потужність менше 1 МВт.

У зв'язку з високою вартістю турбодетандерних утилізаційних установок на базі класичної лопаткової розширювальної машини в порівнянні з дроселюючими системами, великими капіталовкладеннями на їх будівництво та високими експлуатаційними витратами можна зробити висновок, що в даний час для малих і середніх ГРС турбодетандерні системи практично не є альтернативою дроселюючим.

Однією з основних характеристик газорозподільної станції є проектна пропускна здатність. Вона встановлює максимальний розрахунковий обсяг газу, який можна подати споживачам через ГРС у розрахункових умовах, заданих під час проектування станції. Ефективність роботи ГРС і її завантаження прийнято оцінювати співвідношенням фактично досягнутого обсягу постачання газу через станцію останні кілька років із проектною пропускною здатністю. Досвід експлуатації існуючих станцій показує, що фактичне завантаження певних ГРС перевищує проектне. На багатьох ГРС витрата газу в зимовий період більша витрати газу за проектом. Обумовлено це тим, що газотранспортні підприємства не мають важелів для обмеження підключення нових споживачів [12].

Запропоновано два можливих підходи до маловитратного збільшення пропускної здатності ГРС. Перший метод полягає у виявленні та залученні до газопостачання раніше незадіяних резервів пропускної здатності станцій без будь-якої їх перебудови. Другий метод передбачає усунення в ГРС локальних проблемних місць шляхом технічного переозброєння – заміни окремих вузлів новими, більш продуктивними [13].

Практичне застосування цих підходів для діючих ГРС дозволяє оперативна зняти обмеження на підключення нових споживачів, збільшити обсяг реалізації газу на внутрішньому ринку, оптимізувати капітальні вкладення в реконструкцію ГРС, збільшити завантаження виробничих потужностей системи газопостачання.

Основні фактори, які слід враховувати при розрахунку можливої пропускної здатності [12]:

- тиск, температура і склад газу на вході ГРС; тиск газу на виходах ГРС;
- допустимі швидкості газу в трубопроводах ГРС;
- пропускна здатність вузлів ГРС (згідно паспортів обладнання);
- пропускна здатність, рівень робочого тиску газопроводу-відводу;
- конструктивні особливості і стан обладнання ГРС і елементів трубопровідної обв'язки.

Всебічний облік зазначених факторів передбачає проведення комплексного аналізу технічних характеристик та режимів роботи ГРС. У роботі [14] запропоновано методичний підхід до визначення технічно можливої пропускної здатності ГРС, що базується на:

- застосуванні принципів системного аналізу при розгляді кожної ГРС як структурно складної технічної системи, що складається з елементів, що мають індивідуальні особливості та взаємодіють один з одним;

- математичному (комп'ютерному) імітаційному моделювання технологічних режимів ГРС;
- оцінці технічних ризиків експлуатації ГРС з перевищенням проектною продуктивності;

Результати розрахунково-технологічного аналізу ГРС дозволяють виявити частину технологічної схеми ГРС (вузол, пристрій, ділянку трубопроводу), технічні характеристики або технічний стан якої обмежують технічно можливу пропускну здатність станції.

Аналіз місць, що обмежують пропускну здатність, дозволяє запропонувати заходи з технічного переозброєння ГРС з метою збільшення їх пропускної здатності, оптимізації роботи обладнання, а значить, підвищення ефективності роботи ГРС в цілому.

У роботі [14] наведено результати апробації основних положень методичного підходу, виконаної на прикладі діючої блочної ГРС. За результатами проведених досліджень можна зробити висновки, що маловитратні методи не вирішують усіх завдань, які зазвичай виникають при повній реконструкції ГРС. У деяких випадках загальне старіння виробничих потужностей ГРС та погіршення технічного стану може зумовити економічну доцільність реконструкції станції загалом з метою підвищення ефективності роботи, а не заміни окремих елементів.

Проте для значної кількості ГРС застосування концепції маловитратних заходів дозволить оперативно та з мінімальними витратами підвищити пропускну здатність та збільшити постачання газу споживачам.

Мета статті

Головною вимогою до системи газопостачання є підтримка тиску газу на заданому оптимальному значенні при довільних змінах витрати в мережі в широких межах. При підвищенні тиску газу вище номінального порушуються режими роботи газовикористовуючих приладів та установок, а при зниженні тиску зменшуються їх ККД та продуктивність.

Метою цієї статті є аналіз підвищення енергетичної ефективності технологічних процесів ГРС із застосуванням маловитратних заходів.

Виклад основного матеріалу

Для моделювання режимів роботи газопроводів необхідно сформулювати розрахункову схему та описати гідравлічну модель. Розрахункова схема містить інформацію про технологічну структуру трубопровідної системи, технологічні параметри системи.

Вибір конкретної схеми включення ДГА залежить від умов роботи ГРС [15; 16]. На рис. 1

наведено принципову схему встановлення ДГА на базі ГРС.

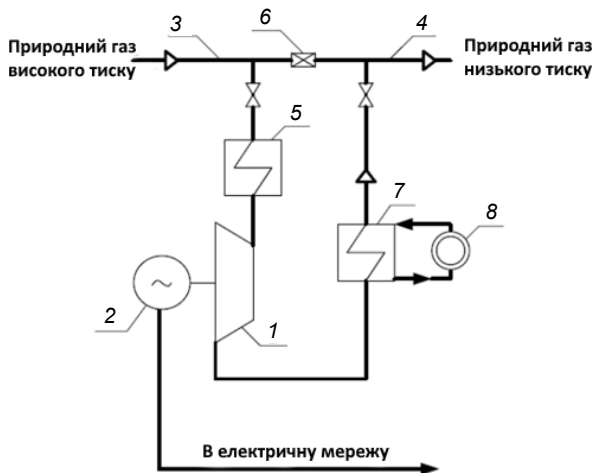


Рис. 1. Схема встановлення ДГА на ГРС:

1 – детандер, 2 – генератор, 3, 4 – трубопроводи високого та низького тиску, 5 – теплообмінник, 6 – вузол редукування газу, 7 – теплообмінник, 8 – споживач холоду

Детандер, що замінює дросельний пристрій, включається паралельно йому. Пристрій містить трубопровід високого тиску 3, трубопровід низького тиску 4, теплообмінник підігріву газу 5, встановлений по ходу подачі газу в детандер, детандер 1, генератор 2, а також теплообмінник 7 для отримання холоду споживачем 8.

При обґрунтуванні можливості використання турбодетандерів для утилізації ВЕР надлишкового тиску газу на ГРС необхідно зіставити обладнання, що є на внутрішньому та світовому ринках, з діапазоном зміни параметрів газу, що транспортується, і особливу увагу при цьому приділяти продуктивності та перепаду тиску, тобто необхідно враховувати технічний потенціал ВЕР.

Гідрравлічна модель формується із розрахункової схеми внаслідок ідентифікації параметрів за фактичними режимами роботи газопроводу. Як ідентифікаційні параметри гідрравлічної моделі слід приймати коефіцієнт гідрравлічного опору на газопроводі.

Перелік типових завдань, які вирішуються за допомогою гідрравлічної моделі при виконанні технологічних розрахунків, включає:

- визначення фактичних, дозволених, заброньованих та розрахункових витрат газу;
- імітацію оперативних перемикачів пристроїв, що відключають, на газопроводах у процесі прийняття диспетчерських рішень;
- розрахунок пропускної здатності газопроводів;
- розрахунок технічно можливої пропускної здатності газопроводу;

– узгодження можливості підключення нових споживачів.

Для формулювання математичної моделі задаємо відповідні початкові і граничні умови:

- течія газу ізотермічна, $T = \text{const}$, температура газу близька до нормальної температури, прийнята $T = 0^\circ \text{C}$;
- на ділянці газопроводу діаметр постійний за довжиною, $d = \text{const}$;
- параметри газу на вході в газопровід тиск P_1 , густина ρ ;
- швидкість течії газу в трубі максимальна можлива.

При описі руху газу трубопроводами використовуються закони та рівняння газової динаміки. Математична характеристика течії газу за наведених умов включає наступні рівняння. Для елементарної ділянки труби довжиною dx втрати тиску становлять dP .

Гідродинамічна характеристика потоку за рівнянням Дарсі-Вейсбаха, яке включає ідентифікаційний параметр – коефіцієнт гідрравлічного опору λ , наступна [17, с. 510]:

$$dP = -\lambda \frac{dx}{d} \frac{\rho w^2}{2}, \quad (1)$$

де ρ – густина газу, d – діаметр трубопроводу, w – швидкість потоку, м/с.

Для встановлення зв'язку між параметрами стану газу використаємо рівняння стану, що являє функціональну залежність:

$$f(P, \rho, T) = 0.$$

Рівняння стану в диференціальній формі:

$$\frac{dP}{P} - \frac{d\rho}{\rho} = \frac{dT}{T}.$$

В будь-якій точці потоку для газу, що стикається, параметри стану мають зв'язок:

$$P = z\rho RT,$$

де z – коефіцієнт стисливості газу; R – газова стала, Дж/кг·К.

Рівняння нерозривності потоку:

$$\frac{dw}{w} + \frac{d\rho}{\rho} + \frac{dF}{F} = 0,$$

де F – площа поперечного перерізу труби,

$$F = \frac{\pi d^2}{4}.$$

На основі рівняння Дарсі-Вейсбаха, рівняння стану і рівняння нерозривності, а також враховуючі одиниці вимірювання параметрів газу, що використовують для характеристики стану природного газу в системах газопостачання, отримаємо формулу для характеристики течії газу на ділянці труби довжиною

$$P_1^2 - P_2^2 = 1,45 \cdot 10^{-5} \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{v_n d}{V_n} \right)^{0,25} \rho_n \frac{V_n^2}{d^5} l,$$

де v_n – коефіцієнт кінематичної в'язкості за нормальних умов, м²/с; V_n – об'ємна витрата газу, приведена до нормальних умов, м³/год; P_1, P_2 – абсолютний тиск газу на вході і виході, МПа; n – абсолютна еквівалентна шорсткість поверхні, для сталеві труби приймається $n = 0,1$.

В рівнянні (1) коефіцієнт опору тертя λ , за умови турбулентного руху газу в газопроводах, визначено за формулою [17]:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25},$$

де Re – критерій Рейнольдса;

$$Re = \frac{wd}{v_n} = 0,03537 \rho_n \frac{V_n}{d\mu},$$

де μ – коефіцієнт динамічної в'язкості, Па·с, визначається за наступними формулами.

$$\mu = \mu_n (1 + B_1 P_{пр} + B_2 P_{пр}^2 + B_3 P_{пр}^3);$$

$$\mu_n = (1,81 + 5,95 T_{пр}) \cdot 10^{-6};$$

$$B_1 = -0,67 + \frac{2,36}{T_{пр}} - \frac{1,93}{T_{пр}^2};$$

$$B_2 = 0,8 - \frac{2,89}{T_{пр}} + \frac{2,65}{T_{пр}^2};$$

$$B_3 = -0,1 + \frac{0,354}{T_{пр}} - \frac{0,314}{T_{пр}^2};$$

$$P_{пр} = \frac{P_{сер}}{P_{кр}}, \quad (2)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{сер}}{T_{кр}}, \quad (3)$$

де $P_{кр}, T_{кр}$ – критичні тиск і температура газу, $P_{пр}, T_{пр}$ – приведені тиск і температура газу.

Середній тиск по довжині газопроводу:

$$P_{сер} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_1^2}{P_1 + P_2} \right).$$

При виконанні гідравлічного розрахунку надземних та внутрішніх газопроводів для забезпечення (не перевищення) нормативного рівня шуму, який створюється рухом газу, слід задавати обмеження на швидкість руху газу в газопроводах:

- низького тиску – не більше 7 м/с;
- середнього тиску – не більше 15 м/с;
- високого тиску – не більше 25 м/с.

Максимальна швидкість руху газу на ділянці газопроводу v_{max} , м/с:

$$w_{max} = 0,1223 \cdot \frac{VT_{сер} z_{сер}}{\min(P_1, P_2) d^2} \approx 33,4 \cdot \frac{V}{\min(P_1, P_2) d^2},$$

де V – витрата газу на ділянці газопроводу, м³/год; $T_{сер}$ – середнє значення температури газу на ділянці, К; P_1, P_2 – абсолютний тиск газу на вході і виході ділянки газопроводу, МПа; $\min(P_1, P_2)$ – мінімальне значення тиску з двох P_1, P_2 , МПа; $z_{сер}$ – середній коефіцієнт стисливості газу.

Середній коефіцієнт стисливості газу по довжині газопроводу визначається за наступними емпіричними залежностями [18]:

$$z_{сер} = 1 + A_1 P_{пр} + A_2 P_{пр}^2,$$

$$A_1 = -0,39 + \frac{2,03}{T_{пр}} - \frac{3,16}{T_{пр}^2} + \frac{1,09}{T_{пр}^3},$$

$$A_2 = 0,0423 - \frac{0,1812}{T_{пр}} + \frac{0,2124}{T_{пр}^2}.$$

Приведені тиск і температура розраховуються за рівняннями (2), (3).

За допомогою математичної моделі було виконано моделювання течії газу в лінії редукування після клапану регулятора тиску за геометричними параметрами, а також за значеннями тисків, швидкостей і витрат.

Моделювання здійснювалось за наступних граничних умов:

- витрата газу, V : 4000; 10000 м³/с;
- вхідний тиск, P_1 : 0,5601 МПа; 0,600 МПа; 0,500 МПа; 0,400 МПа; 0,300 МПа;
- температура газу: $T = 0^\circ\text{C}$.
- густина газу за нормальних умов: $\rho_n = 0,73$ кг/м³.
- кінематична в'язкість природного газу за розрахунковим тиском $P_1 = 0,5601$ МПа:
 $v = 14,6 \cdot 10^{-6}$ м²/с;
- шорсткість внутрішньої поверхні труби
 $n = 0,1$;
- коефіцієнт стисливості газу $z = 1,0$.
- коефіцієнти місцевого опору:
 $\xi_1 = 0,5$; $\xi_2 = 1,5$; $\xi_3 = 0,3$; $\xi_4 = 0,5$;
- довжина газопроводу: $l = 24$ м;
- діаметр газопроводу після зниження тиску в регуляторі (існуючий): $d = 150$ мм.

З метою дослідження зміни швидкості потоку за різними значеннями витрати газу зі зміною вхідного тиску проведено додаткове моделювання і розрахунки за заданими витратами, густиною, фактичним та проектним значенням вхідного тиску, діаметром газопроводу $d = 150$ мм:

- витрата газу, V : 4000 м³/год; 6000 м³/год; 8000 м³/год; 10000 м³/год; 12000 м³/год;
- вхідний фактичний тиск: 0,5601 МПа;
- вхідний проектний тиск: 0,300 МПа; 0,400 МПа; 0,500 МПа; 0,560 МПа; 0,600 МПа.
- температура газу: $T = 0^\circ\text{C}$.

Результати розрахунків моделі течії газу за різними умовами наведено в табл. 1–5.

На рис. 2–6 наведено графічну інтерпретацію результатів моделювання течії газу.

В табл. 2, 3 наведено результати моделювання процесу течії газу в існуючому газопроводі ГРС після клапану редукування діаметром 150 мм за різними тисками на вході: фактичному (0,56 МПа) і проектному (0,6 МПа). В даному дослідженні розглянуто течію газу за різною витратою.

Таблиця 1

Результати моделювання течії газу в газопроводі діаметром 150 мм за вхідним тиском 0,56 МПа

Об'ємна витрата, м ³ /год	4000	6000	8000	10000	12000
Масова витрата, кг/с	0,81	1,19	1,62	1,99	2,43
P_1 , МПа	0,5601	0,5601	0,5601	0,5601	0,5601
ρ , кг/м ³	4,501	4,501	4,501	4,501	4,501
w , м/с	10,19	14,97	20,38	25,03	30,55

За ідентичними умовами швидкість газового потоку при вхідному тиску 0,56 МПа і 0,6 МПа розрізняється незначно.

Таблиця 2

Результати моделювання течії газу в газопроводі діаметром 150 мм за вхідним тиском 0,56 МПа

Об'ємна витрата, м ³ /год	4000	6000	8000	10000	12000
Масова витрата, кг/с	0,81	1,19	1,62	1,99	2,43
P_1 , МПа	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
ρ , кг/м ³	4,516	4,516	4,516	4,516	4,516
w , м/с	10,14	14,91	20,29	24,93	30,45

Аналогічне дослідження (табл. 3, 4) проведено для течії в газопроводі з розрахунковим діаметром, значення якого було отримано при моделюванні в розрахунку 3 (за умови збільшення пропускної здатності ГРС з 6000 м³/год до 10000 м³/год). Розрахунковий діаметр становить 168 мм.

Таблиця 3

Результати моделювання течії газу в газопроводі діаметром 168 мм за вхідним тиском 0,56 МПа

Об'ємна витрата, м ³ /год	4000	6000	8000	10000	12000
Масова витрата, кг/с	0,81	1,19	1,62	1,99	2,43
P_1 , МПа	0,5601	0,5601	0,5601	0,5601	0,5601
ρ , кг/м ³	4,501	4,501	4,501	4,501	4,501
w , м/с	8,18	12,01	16,36	20,09	24,54

Таблиця 4

Результати моделювання течії газу в газопроводі діаметром 168 мм за вхідним тиском 0,6 МПа

Об'ємна витрата, м ³ /год	4000	6000	8000	10000	12000
Масова витрата, кг/с	0,81	1,19	1,62	1,99	2,43
P_1 , МПа	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
ρ , кг/м ³	4,516	4,516	4,516	4,516	4,516
w , м/с	8,15	11,98	16,31	20,03	24,47

Результати моделювання течії газу в газопроводі діаметром 168 мм в експлуатаційно можливому діапазоні тисків 0,3–0,6 МПа після редукування газу в регуляторі тиску наведено в табл. 5.

Таблиця 5

Результати розрахунку швидкості течії газу в газопроводі діаметром 168 мм за заданими значеннями витрати і вхідного тиску газу

Об'ємна витрата, м ³ /год	4000	6000	8000	10000	12000	Густина газу ρ , кг/м ³
Масова витрата, кг/с	0,81	1,19	1,62	1,99	2,43	
Вхідний тиск P_1	Швидкість газу w , м/с					
$P_1 = 0,3$ МПа	14,32	23,97	32,64	40,09	48,96	2,258
$P_1 = 0,4$ МПа	12,24	17,98	24,47	30,06	36,71	3,011
$P_1 = 0,5$ МПа	9,79	14,38	19,58	23,87	29,37	3,763
$P_1 = 0,56$ МПа	8,18	12,01	16,36	20,09	24,54	4,401
$P_1 = 0,6$ МПа	8,15	11,98	16,31	19,89	24,47	4,516

Графічна інтерпретація моделювання течії газу в газопроводі діаметром 168 мм наведена на рис. 2–5 у вигляді залежності швидкості газу від вхідного тиску і витрати. Забезпечення течії прогнозованої кількості газу 10000 м³/год зі швидкістю, що не перевищує 25 м/с, можливе за значенням вхідного тиску не менше ніж 0,5 МПа.

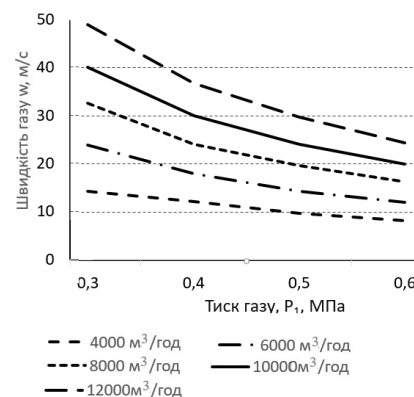


Рис. 2. Графік залежності швидкості газового потоку від тиску на вході в газопровід за різними витратами газу, $d = 168$ мм

Порівняння швидкості течії газу за проектною витратою 6000 м³/год і прогнозованою 10000 м³/год наведено на діаграмі (рис.4). За фактичним вхідним тиском 0,5 МПа різниця становить близько 10 м/с.

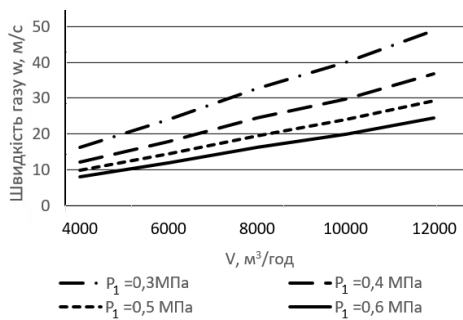


Рис. 3. Залежність швидкості газового потоку від витрати газу за різними значеннями вхідного тиску газу, $d = 168$ мм

Зі зменшенням вхідного тиску швидкість газового потоку зростає, також зростає і різниця між швидкостями течії 6000 м³/год і 10000 м³/год.

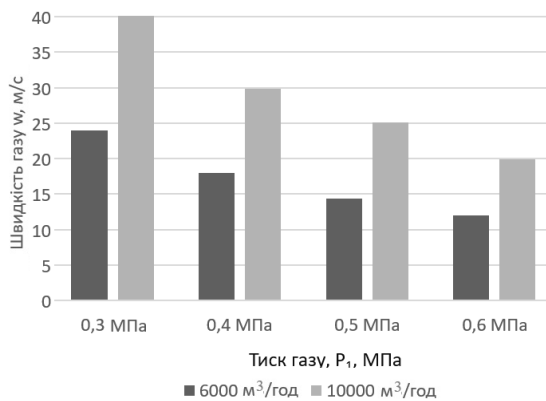


Рис. 4. Діаграма залежності швидкості газового потоку від тиску на вході в газопровід і витрати газу

При моделюванні течії газу в газопроводі було досліджено зміну тиску газу на вихідному перерізі газопроводу. Залежність тиску на виході від вхідного тиску газу наведено на рис. 5.

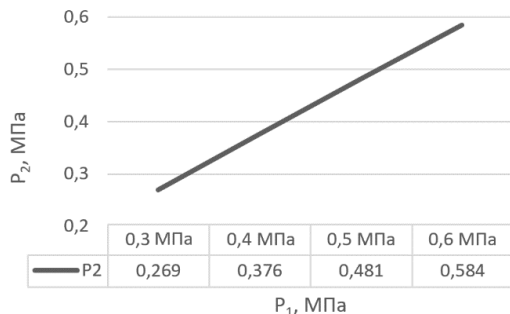


Рис. 5. Залежність швидкості газового потоку від витрати газу за різними значеннями вхідного тиску газу, $d = 168$ мм, $V = 10000$ м³/год

В розглянутому діапазоні значень вхідного тиску значення вихідного тиску є допустимим.

Швидкість течії газу в газопроводах фактичного і розрахункового діаметрів за діапазоном витрат 4000–12000 м³/год наведено на рис. 6.

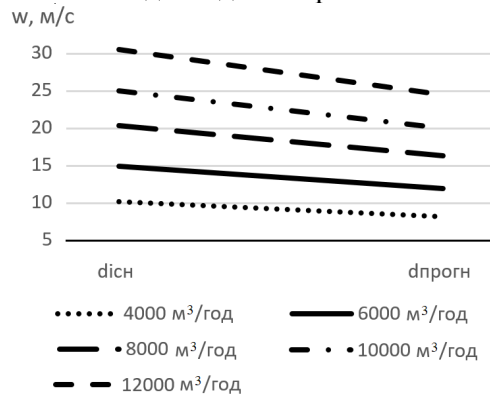


Рис. 6. Залежність швидкості газового потоку від витрати газу і діаметру газопроводу, $P_1 = 0,6$ МПа

Таким чином, розрахункове моделювання виконано для течії 6000 м³/год і 10000 м³/год газу за існуючими параметрами вхідного тиску і діаметру газопроводу. Швидкість потоку за наведених умов становить 15 м/с і 25 м/с відповідно. Розрахований вихідний тиск становить при цьому 0,551 МПа і 0,535 МПа.

З урахуванням величини швидкості на границі рекомендованого значення в газопроводах високого тиску (25 м/с) і можливого зменшення вхідного тиску газу і, відповідно, зростання швидкості, слід збільшити діаметр газопроводу після клапану редукування.

Для знаходження діаметру виконано моделювання для прогнозованої витрати 10000 м³/год. Розрахунковий діаметр за наведених умов становить 168 мм.

Розраховано швидкості течії газу в газопроводі $d = 168$ мм для прогнозованої витрати і різних значень вхідного тиску газу 0,600 МПа, 0,500 МПа, 0,400 МПа, яка становить, відповідно, 20 м/с, 24 м/с, 30 м/с. Розрахований вихідний тиск, відповідно, становить 0,584 МПа, 0,481 МПа, 0,376 МПа. За наведеними умовами за тиском газу на вході в газопровід 0,400 МПа швидкість течії перевищить рекомендовану.

Розрахункове моделювання за умови течії газу прогнозованої витрати і вхідного тиску 0,300 МПа зі швидкістю $w < 25$ м/с встановило значення прийняттого діаметру 212 мм, в якому швидкість течії становить 25 м/с.

Додаткове моделювання встановило значення швидкості потоку за різними значеннями витрати газу в діапазоні від 4000 м³/год до 12000 м³/год за зміною вхідного тиску для течії в газопроводах існуючого (150 мм) і розрахункового (168 мм) діаметрів.

Додаткове моделювання встановило значення вихідного тиску за прогнозованою витратою, за різними значеннями вхідного тиску в діапазоні від 0,300 МПа до 0,600 МПа для течії газу в газопроводі $d = 168$ мм.

За результатами обробки отриманих результатів моделювання течії газу в газопроводі за відповідних граничних умов можливо зробити наступні висновки.

Забезпечення прогнозованої пропускної здатності станції 10000 м³/год можливе з встановленням в лінії редукування тиску газу після регулятора тиску трубопроводу діаметром 168 мм. Наведеному внутрішньому діаметру відповідає труба 180 × 6,0 за Міждержавним стандартом ГОСТ 8732-78 «Труби сталеві гарячекатані».

Забезпечення допустимої швидкості течії газу в газопроводі наведеного діаметру (не вище 25 м/с) можливе за умови величини вхідного тиску в діапазоні 0,5–0,6 МПа.

Висновки

1. За фактичними і проектними даними, а також на основі досліджень і розрахунків встановлено режими роботи і стан обладнання ГРС.

2. Сформовано математична модель дослідження течії газу в газопроводі лінії редукування після регулятора тиску газу і встановлено граничні умови для проведення розрахунків.

3. Встановлено алгоритм розрахунку течії природного газу за різними граничними умовами.

4. Проведено обробку результатів моделювання течії газу.

5. На основі розрахункових досліджень встановлено наступне:

– для забезпечення ефективної роботи ГРС в умовах збільшеної пропускної здатності до 10000 м³ кубічних за годину в трубопроводній об'язці основної лінії редукуванні після регулятора тиску газу, і далі, в трубопроводній об'язці вузла обліку і вузла одоризації газу станції, необхідно встановити газопровід діаметром 180 × 6,0 мм за ГОСТ 8732-78, замість існуючого 150 мм;

– для забезпечення швидкості газового потоку в трубопроводній об'язці лінії редукуванні після регулятора тиску газу в межах допустимих значень, тиск на вході в ГРС має становити не менше 0,5 МПа;

– у зв'язку зі зміною геометричних характеристик трубопроводної об'язки станції, провести реконструкцію вузла обліку газу зі встановленням відповідної діафрагми і використанням більш сучасного обчислювального комплексу вимірювання витрат.

ЛІТЕРАТУРА

- [1] Rybitskyi I. V., Trofimchuk V. I., Kogut G. M. Enhancing the efficiency of gas distribution stations operation by selecting the optimal gas pressure and temperature parameters at the station outlet. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2020. № 3. P. 47–52. doi.org/10.33271/nvngu/2020-3/047
- [2] International Energy Agency. Energy Efficiency 2023. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2023> (дата звернення: 03.03.2024)
- [3] Козак Л. Ю. Энергозаощадження в нафтогазовидобувній галузі: монографія. Івано-Франківськ, 2007. 136 с.
- [4] Говдяк Р. М. Шляхи підвищення енергоекологічної безпеки та ефективності роботи магістральних газопроводів України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 1(42). С. 17–24.
- [5] Osipov S., Zlyvko O., Bychkov N., Kharlamova D., Zaryankin A. Increasing the efficiency of using the natural gas potential energy in turbo-expander units for power generation. 19th conference on power system engineering. Pilsen, Czech Republic. 2020. Vol. 2323, Issue 1. doi.org/10.1063/5.0043465
- [6] Davide B., Devia F., Brunenghi M.M., et al. Waste energy recovery from natural gas distribution network: CELSIUS project demonstrator in Genoa. *Sustainability*. 2015. Vol. 7. No. 12. P. 16703–16719. doi.org/10.3390/su71215841
- [7] Турбодетандери та парові турбогенератори на базі струминно-реактивних турбін URL: <https://fluitech.com.ua/ru/turbodetanderyi-i-parovyie-turbogeneratoryi-na-baze-struyno-reaktyvnyih-turbin/> (дата звернення: 20.02.2024)
- [8] G. Barone, A. Buonomano, F. Calise and A. Palombo. Natural gas turbo-expander systems: A dynamic simulation model for energy and economic analyses. *Thermal science*. Year 2018. Vol. 22. No. 5. P. 2215–2233. doi.org/10.2298/TSCI180109276B
- [9] Говдяк Р. М. Утилізація енергії тиску природного газу в турбодетандерних установках на об'єктах газової промисловості. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 1. С. 7–12.
- [10] Костенко Д. А., Дмитренко В. О. Энергозберігаючий потенціал надлишкового тиску природного газу у газотранспортній системі України. *Нафтова і газова промисловість*. 2003. № 1. С. 54–61.
- [11] Репін Л. А. Можливості використання енергії тиску природного газу на малих газорозподільних станціях. *Енергозбереження*. 2004. № 3. С. 34–39.
- [12] Михаленко В. А., Белінський А. В., Варламов Н. В. та ін Науково-методичні основи концепції маловитратної реконструкції та технічного пере-

- озброєння газорозподільних станцій. *Газова промисловість*. 2016. № 9. С. 72–81.
- [13] Belinskiy A. V., Rebrov O. I., Rechinskiy S. N. Low-cost ways to increase productive capacity of gas-distributing stations in operation. *Scientific and technical collection – News of Gas Science*. 2018. №2 (34). P. 88–99.
- [14] Belinskiy A. V., Rebrov O. I. Development and approbation of a methodological approach to the justification of measures of low-cost technical modernization of gas distribution stations/ *Oil and Gas Territory*. 2016. Vol. 12. P. 54–61.
- [15] Daneshi H., Zadeh H. K., Choobari A. L. Turbo-expander as a distributed generator/ *Proceedings of the Power and Energy Society General Meeting–Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. Pittsburgh USA. 2008. P. 1–7. DOI:10.1109/PES.2008.4596583
- [16] Kuczynski S., Łaciak M., Olijnyk A., Szurlej A., Włodek T. Techno-Economic Assessment of Turboexpander Application at Natural Gas Regulation Stations/ *Energies*. 2019. Vol. 12(4). 755. doi.org/10.3390/en12040755
- [17] Rutkowski M. A., Shybeka A. S., Halynia K. I. Hydraulic Calculation of Copper Pipelines for Heating and Internal Gas Supply Systems. *Science & Technique*. 2018. Vol. 17(6). P. 508–514. doi.org/10.21122/2227-1031-2018-17-6-508-514
- [18] Іонін А. А., Жила В. А., Артихович В. В., Пшонік М. Г. Газопостачання. за заг. ред. В. А. Жили. 2013. 472 с. 18 ДБН Газопостачання 2.5-20:2018

Волянська Л. Г., Нікітіна Г. М., Ратинський В. В., Бабічев І. Г.
ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЇ СТАНЦІЇ
В УМОВАХ ЗМІННОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Стаття присвячена питанню дослідження підвищення ефективності газорозподільних станцій за рахунок модернізації та технічного переозброєння. Розглядається проблема ефективного використання потенційної енергії природного газу на газорозподільних станціях систем газопостачання. Зниження тиску газу при переході від магістрального газопроводу до системи розподілу здійснюється в процесі дроселювання газу у вузлу редукування газорозподільної станції. В такому процесі потенційна енергія газу втрачається, не виконуючи роботи.

У статті пропонується підвищити ефективність перетворення потенційної енергії газу в електричну енергію за рахунок впровадження турбодетандерних установок. Утилізуючи системи, засновані на турбодетандерних електрогенераторних установках та агрегатах, забезпечують одночасно зниження та регулювання тиску газу при його розширенні в машині, а також отримання механічної роботи на валу з перетворенням її на електроенергію.

Підвищення ефективності газорозподільних станцій можливе за рахунок повної модернізації станції за умови економічної доцільності, або з використанням обмежених маловитратних заходів з реконструкції окремих вузлів або трубопроводної обв'язки станції. У статті проаналізовано підвищення енергетичної ефективності технологічних процесів газорозподільної станції шляхом застосування маловитратних заходів. Виявлення резервів пропускної здатності газорозподільної станції і реконструкція окремих ділянок станції з метою підвищення пропускної здатності дають можливість використовувати станцію в умовах збільшеного навантаження, тобто забезпечити відповідність проектної і експлуатаційної продуктивності газорозподільної станції.

Сформовано математичну модель дослідження течії газу в газопроводі лінії редукування після регулятора тиску газу та встановлено граничні умови для проведення розрахунків. За допомогою математичної моделі виконано моделювання течії газу в лінії редукування після клапана регулятора тиску за різних умов роботи. Наведено термодинамічний розрахунок одного з варіантів маловитратного заходу. Наведено результати, що підтверджують можливість утилізації енергії стисненого природного газу в процесі редукування навіть за високої нерівномірності відбору газу споживачами.

Ключові слова: газорозподільна станція; газова турбіна, турбодетандерна установка; перепад тиску; дросель, природний газ

Volianska L. G., Nikitina G. M., Ratynskiy V. V., Babichev I. G.
INCREASING THE EFFICIENCY OF GAS DISTRIBUTION STATION OPERATION
IN CONDITIONS OF VARIABLE CAPACITY

The article is devoted to the study of increasing the efficiency of gas distribution stations through modernization and technical re-equipment. The problem of efficient use of the potential energy of natural gas at gas distribution stations of gas supply systems is considered. The reduction in gas pressure during the transition from the main gas pipeline to the distribution system is carried out by throttling in the reduction unit of the gas distribution station. In this process, the potential energy of the gas is lost without doing any work.

The article proposes to increase the efficiency of converting the potential energy of gas into electrical energy through the introduction of turboexpander units. By recycling systems based on turbo-expander electric generating

units and aggregates, they simultaneously reduce and regulate gas pressure during its expansion in the machine, as well as obtain mechanical work on the shaft and convert it into electricity.

Increasing the efficiency of gas distribution stations is possible by a complete modernization of the station if it is economically reasonable or using limited, low-cost measures to reconstruct individual components or the piping of the station. The article analyzes the increase in energy efficiency of technological processes of a gas distribution station by the use of low-cost measures. Identification of capacity reserves of a gas distribution station and reconstruction of individual sections of the station in order to increase capacity make it possible to use the station under conditions of increased load, i.e. ensure compliance with the design and operational performance of the gas distribution station.

A mathematical model has been formed to study the gas flow in the gas pipeline of the reduction line after the gas pressure regulator and the boundary conditions for carrying out calculations have been established. Using a mathematical model, the gas flow in the reduction line after the pressure regulator valve was simulated under different operating conditions. A thermodynamic calculation of one of the options for a low-cost measure is given. Results are presented that confirm the possibility of utilizing the energy of compressed natural gas during the reduction process, even with high irregularity of gas selection by consumers.

Key words: gas distribution station; gas turbine, turbine expander; pressure drop; throttle, natural gas

Стаття надійшла до редакції 27.05.2024 р.

Прийнято до друку 12.06.2024 р.